

Development of synthetic FZI curves through petrophysical characterization from Open Hole logs, CMR and Core Analysis

Huerta Quiñones V¹., Sinchitullo J. ¹, Morán Quiliano A.M.¹; Cahuas Soto C.J¹

¹Universidad Nacional de Ingeniería, Perú.

Summary – Lot 192 is one of the most important oil lots in Peru, not only because of its oil production, but because of the properties, characteristics and challenges that it represents for the Peruvian industry. The present study carries out a characterization of the Vivian formation, the one with the highest production in this basin, through a petrophysical study in the Carmen field, which is part of Lot 192. The methodology is based on interpreting the results of the analyzes of conventional and special cores. obtained from wells in the Carmen field through the analysis of the Flow Zone Indicator (FZI), Rock Quality Index (RQI) and the Leverett J function with which the Hydraulic Flow Units (HFU) of the Vivian reservoir were identified. The results obtained were supported with the classification of pore families through the interpretation of Magnetic Resonance (CMR) records, obtaining a petrophysical characterization of the Vivian reservoir in the Carmen field. Finally, an FZI correlation was developed for the southern area of the Carmen field, based on the Open Hole logs taken in the reference wells. This interpretation was extended to neighboring wells, resulting in synthetic curves of representative FZI in each well for the Vivian formation.

Keywords-- Flow Hydraulics, Pore Throat, J Function, Flow Zone Indicator

Digital Object Identifier: (only for full papers, inserted by LACCEI).
ISSN, ISBN: (to be inserted by LACCEI).
DO NOT REMOVE

Desarrollo de curvas sintéticas de FZI mediante la caracterización petrofísica a partir de registros Open Hole, CMR y Análisis de Cores

Huerta Quiñones V¹., Sinchitullo J. ¹, Morán Quiliano A.M.¹; Meza Ventura K.E.¹;
Cahuas Soto C.J¹; Adriano Sabino L.¹
¹Universidad Nacional de Ingeniería, Perú.

Resumen– El Lote 192 es uno de los lotes petroleros más importantes del Perú, no solo por su producción de petróleo, sino por las propiedades, características y retos que este significa en la industria peruana. El presente estudio realiza una caracterización de la formación Vivian, la de mayor producción en esta cuenca, mediante un estudio petrofísico en el campo Carmen que es parte del Lote 192. La metodología se base en interpretar los resultados de los análisis de núcleos convencionales y especiales obtenidos de pozos del campo Carmen mediante el análisis del Flow Zone Indicator (FZI), Rock Quality Index (RQI) y la función J de Leverett con la que se identificaron las Unidades Hidráulicas de Flujo (HFU) del reservorio Vivian. Los resultados obtenidos fueron sustentados con la clasificación de familias porales mediante la interpretación de los registros de Resonancia Magnética (CMR); obteniendo una caracterización petrofísica del reservorio Vivian en el campo Carmen. Finalmente, se desarrolló una correlación de FZI para la zona sur del campo Carmen, en función de los registros Open Hole o a hueco abierto tomados en los pozos de referencia. Esta interpretación se extendió a pozos vecinos con lo que se elaboraron curvas sintéticas de FZI representativos en cada pozo para la formación Vivian.

Palabras clave– Hidráulica de Flujo, Garganta Poral, Función J, Flow Zone Indicator.

I. INTRODUCCIÓN

El Lote 192 se encuentra al norte de la cuenca Marañón en la provincia de Loreto en Perú. Su producción comenzó en 1972 bajo la gestión de la empresa Occidental Petroleum (OXY). Esta cuenca, de tipo antepaís, exhibe estructuras anticlinales alargadas en un extenso monoclinal que se inclina hacia el suroeste. El petróleo extraído de los yacimientos del Lote 192 proviene principalmente de las formaciones Vivian y Chonta, ambas del Cretácico Superior. Estos reservorios varían en profundidad de este a oeste, con profundidades que oscilan entre los 2,500 metros y 3,150 metros para la formación Vivian, y entre los 3,000 metros y 3,900 metros para la formación Chonta. La energía en los campos del Lote 192 en su mayoría están relacionadas al mecanismo de producción por empuje de agua [1].

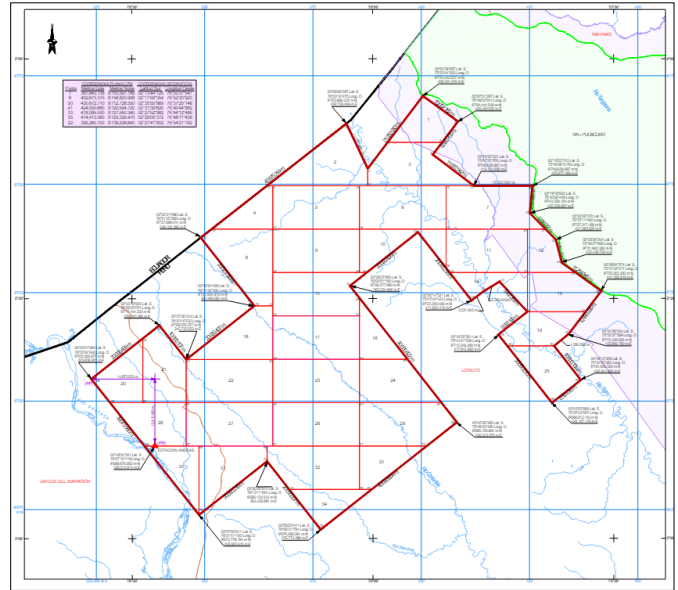


Fig. 1 Lote 192 (ex lote 1-AB), Selva Norte del Perú.
Fuente: PERUPETRO, 2021.

En abril de 2002, se perforó un nuevo pozo exploratorio, Carmen-1, que descubrió una nueva acumulación de petróleo del reservorio Vivian al sur del campo. Entre 2002 y 2004, se perforaron once pozos de desarrollo, con la producción proveniente principalmente del reservorio Vivian.

La formación Vivian es el reservorio más importante del Lote 192, sus propiedades generales se presentan en la Tabla 1. Se la define como una arenisca blanca cuarzosa depositada en un ambiente fluvial sedimentario del tipo delta. La porosidad de este reservorio está en el rango de 18% - 24% y su permeabilidad de 800 mD - 1500 mD. Se han identificado tres diferentes contactos de agua-petróleo (OWC) sugiriendo la compartimentación en el reservorio, que ha sido generada por cambios drásticos en el espesor de la formación y cambios laterales de facies. La formación Vivian es una arena que cubre gran parte de la cuenca del Marañón y se extiende en otros países como Ecuador, Colombia y Brasil.

Digital Object Identifier: (only for full papers, inserted by LACCEI).
ISSN, ISBN: (to be inserted by LACCEI).
DO NOT REMOVE

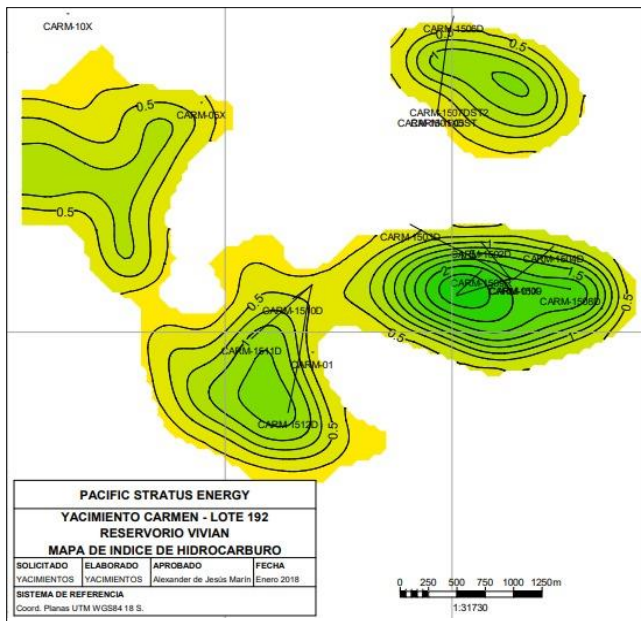


Fig. 2 Tope estructural del reservorio Vivian, campo Carmen.
Fuente: PERUPETRO, 2018.

TABLA I
CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO VIVIAN, CAMPO
CARMEN.

Propiedades	Unidades	Valores
Tope	(ft)	9764.1
Base	(ft)	9937.7
Ht	(ft)	173.6
Hn	(ft)	26.3
ϕ	(%)	17.1
k	(mD)	1500
Sw	(%)	33.96
So	(%)	66.04
Sg	(%)	0

En el campo Carmen se han perforado un total de 15 pozos a lo largo de su extensión, de los cuales se han obtenido muestras de núcleos en 3 de ellos (Carmen 1508-D, Carmen 1502-D, Carmen-1). Adicionalmente, se dispone de registros de Resonancia Magnética Combinable (CMR) en 6 pozos (Carmen-1, Carmen 1502-D, Carmen 1504-D, Carmen 1510-D, Carmen 1508-D, Carmen 1503-D).

El estudio se centra en la caracterización petrofísica e identificación de unidades de flujo (HFU), abordando la incertidumbre asociada a la búsqueda de nuevos intervalos de desarrollo en la formación Vivian del Lote 192, debido a la limitada de análisis de cores convencionales y especiales disponible en el campo Carmen; sin embargo, la gran mayoría de los pozos presentan registros a hueco abierto.

Cuando se clasifica correctamente un tipo de roca, es característico por una relación única de permeabilidad-porosidad, perfil de presión capilar y curvas de permeabilidades relativas, debido a la heterogeneidad de los reservorios, no se puede usar un solo modelo de roca para todo el reservorio Vivian. Es posible identificar propiedades petrofísicas para

cada tipo de roca. Un método adecuado para identificarlas es el uso de la técnica de Unidad Hidráulica de Flujo (HFU).

La correcta clasificación de un tipo de roca se caracteriza por una relación única entre permeabilidad y porosidad, perfil de presión capilar y curvas de permeabilidades relativas. Sin embargo, debido a la heterogeneidad de los reservorios, no es viable aplicar un solo modelo de roca para toda la formación Vivian. Es esencial identificar propiedades petrofísicas específicas para cada tipo de roca. En este sentido, una técnica adecuada para lograr esta identificación es mediante el uso de las HFU.

Una HFU se define como el volumen representativo del total de roca del reservorio donde las propiedades petrofísicas que controlan el flujo de fluidos son internamente consistentes y predeciblemente diferentes de las propiedades de otras rocas. En otras palabras, una HFU es una zona del reservorio que exhibe una continuidad lateral y vertical con características de flujo similares [2], [3]. Los parámetros principales que controlan el flujo de fluidos incluyen los atributos de geometría de garganta poral, los cuales son influenciados por la mineralogía (tipo, abundancia, ubicación) y la textura (tamaño y forma del grano, tipo de empaquetamiento).

Diversas combinaciones de estas propiedades geológicas pueden dar lugar a unidades de flujo con propiedades similares para el transporte de fluidos, incluso si pertenecen a diferentes tipos de roca [4]. Por consiguiente, una HFU puede englobar varios tipos de facies, dependiendo de su textura deposicional y contenido mineralógico. El agrupamiento de rocas según sus atributos geológicos fundamentales de flujo constituye la base de la clasificación de HFU [5].

Si se considera un conjunto de tubos capilares lineales como un medio poroso, entonces mediante las ecuaciones de la Ley de Darcy (para flujo en medios porosos) y la Ley de Poiseuille (para flujo en tubo tubos capilares) se obtiene la expresión para la permeabilidad de la roca:

$$k = \frac{r^2}{8} \cdot \phi \quad (1)$$

Esta relación es simple pero muy importante porque muestra que el factor que relaciona la permeabilidad con la porosidad depende de las características del poro (en este caso el radio poral), lo cual es un rasgo geológico de una roca sedimentaria.

Para un modelo real de un medio poroso donde la estructura poral conectada no es lineal, Kozeny y posteriormente Kozeny-Carmen, añadieron un factor de tortuosidad y usaron un radio hidráulico medio en la ecuación:

$$k = \frac{r^2 \phi}{8 \tau^2} = \frac{\phi}{2 \tau^2} \left(\frac{r}{2}\right)^2 = \frac{\phi r_{mh}^2}{2 \tau^2} \quad (2)$$

Expresando el radio hidráulico medio en términos de área de superficie por unidad de volumen de grano (S_{gv}) y la porosidad da como resultado:

$$r_{mh} = \frac{1}{S_{gv}} \left[\frac{\phi}{1 - \phi} \right] \quad (3)$$

sustituyendo la definición de r_{mh} en la relación de Kozeny-Carmen, da como resultado:

$$k = \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} \left[\frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right] \quad (4)$$

donde el término $F_s \tau^2$ se ha denominado constante de Kozeny. Dividiendo ambos lados de la ecuación (4) por porosidad y tomando la raíz cuadrada de ambos lados da como resultado:

$$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = \frac{\phi}{(1-\phi)} \left[\frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}} \right] \quad (5)$$

donde la raíz cuadrada de k sobre ϕ se conoce como Índice de Calidad de la Roca (RQI). Finalmente, la ecuación (5) puede ser escrito como:

$$RQI = \phi_z \cdot FZI \quad (6)$$

donde ϕ_z y FZI son conocidos como porosidad normalizada e indicador de zona de flujo, respectivamente [4]:

$$\phi_z = \left(\frac{\phi}{1-\phi} \right) \quad (7)$$

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau^2 S_{gv}^2}} \quad (8)$$

Para construir un modelo robusto para simular el comportamiento del flujo de fluido en los yacimientos de hidrocarburos, es esencial determinar con precisión el tamaño de los poros de las rocas del yacimiento. Hay varios métodos disponibles en la literatura para determinar el tamaño de los poros y su distribución [6]. Entre todos los métodos que se han propuesto, las curvas de presión capilar son más comunes, precisas y de uso generalizado de manera simple; porque estas curvas están directamente relacionadas con el tamaño de la garganta de los poros y su distribución en la roca del yacimiento [7].

Los fenómenos capilares ocurren en medios porosos una vez que dos o más fluidos inmiscibles están presentes en los espacios porosos y se pueden cuantificar por la presión capilar que se define como la diferencia de presión entre las fases no humectantes y humectantes [8]:

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (9)$$

Dado que el petróleo y el agua son típicamente los dos fluidos principales en un reservorio de hidrocarburos mojado por agua, la ecuación anterior se puede escribir como:

$$P_{cow} = P_o - P_w \quad (10)$$

La presión capilar refleja la interacción de rocas y fluidos y se ve afectado por la geometría de los poros, la distribución del tamaño de los poros, la tensión interfacial y la

humectabilidad. Como consecuencia, la presión capilar se define como:

$$P_c = \frac{2 \gamma \cos \theta}{r} \quad (11)$$

donde γ es la tensión interfacial entre el aceite y el agua, θ es el ángulo de contacto y r es el radio de los poros.

El análisis e interpretación de las curvas de presión capilar proporciona información valiosa sobre las propiedades de la roca del yacimiento. Sin embargo, debido a la heterogeneidad presente en las rocas del yacimiento, no es apropiado utilizar una sola curva de presión capilar como representante de todo el reservorio [9]. Por ende, se busca normalizar las curvas de presión capilar en una sola curva que pueda ser considerada para un tipo de roca único. Para lograr esto, las curvas de presión capilar se pueden normalizar utilizando una función J sin dimensiones de Leverett de la siguiente manera [10]:

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\gamma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (12)$$

Utilizando el RQI en la determinación del tipo de roca [4], la ecuación (12) se puede escribir de la siguiente manera:

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\gamma \cos \theta} RQI \quad (13)$$

Como se muestra en la ecuación (13), la función J normalizada se puede aplicar para un solo tipo de roca que tiene las propiedades uniformes de la roca [9]. Debido a la dependencia de la presión capilar con el radio de los poros de la roca del reservorio, el uso de la función J sería un método razonable para determinar el tamaño de los poros de una roca con propiedades uniformes.

II. METODOLOGÍA

Para la identificación de las HFU presentes en la formación Vivian del campo Carmen, se sigue la metodología esquematizada en la Figura 2.

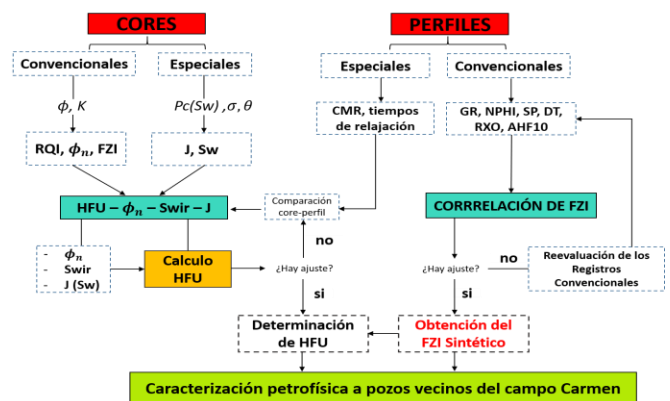


Fig. 3 Flujo de trabajo para la caracterización petrofísica.

Fuente: Elaborado por los autores.

A partir de los resultados de análisis de núcleos convencionales realizados en los pozos Carmen-1 y Carmen-1502D, se determinaron los valores de FZI y RQI. Posteriormente, mediante un análisis de datos, se propuso una cantidad de HFU. Además, se utilizó información de núcleos especiales del pozo Carmen-1502D, del cual se disponía de once curvas de presiones capilares, para determinar la función J de Leverett [8] y normalizar los valores. Luego, los resultados se agruparon en las HFU identificadas para proponer una curva de función J de Leverett representativa para cada unidad de flujo.

De manera complementaria, se interpretaron los registros CMR de los pozos Carmen-1, Carmen-1502D y Carmen-1504D, validando así la cantidad de las HFU con respecto a los propuestos inicialmente.

Finalmente, se desarrolló una correlación para estimar los valores del FZI en función de los registros corridos a Open Hole. Esto permitió extrapolar la caracterización petrofísica realizada en los pozos Carmen-1 y Carmen-1502D a pozos vecinos en sus estructuras.

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La metodología descrita ha sido aplicada a los pozos representativos del campo Carmen del Lote 192. En este estudio se han utilizado 251 datos de mediciones de análisis convencionales de núcleos con resultados de permeabilidad, k , y porosidad, ϕ . Para el análisis de las familias porales se utilizó once curvas de presión capilar, $P_c(S_w)$; y los registros CMR de cuatro pozos.

A. Determinación de las HFU

El mapeo de las propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad de los pozos Carmen-1 y Carmen-1502D se muestra en la Figura 3. La Figura 3 muestra que la variación de porosidad y permeabilidad (ϕ , k) de todos los datos tomados de los núcleos de los pozos Carmen-1 y Carmen-1502D, por lo que no es posible encontrar una sola relación lineal entre el $\log(k)$ y ϕ .

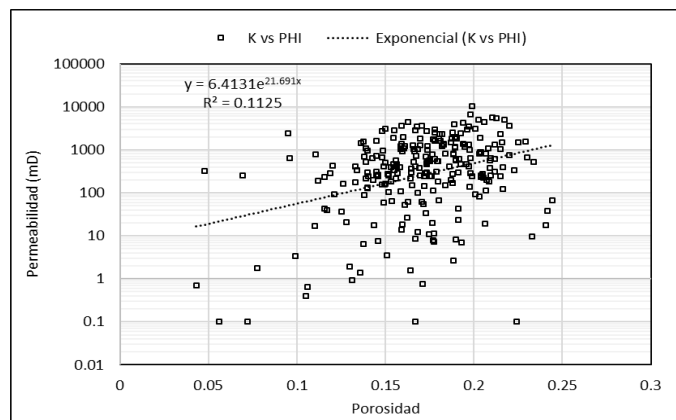


Fig. 4 Permeabilidad vs porosidad para los datos de la formación Carmen. Fuente: Elaborado por los autores.

A partir de este gráfico se puede concluir que existe más de una Unidad Hidráulica de Flujo (HFU) debido a la variación de los datos petrofísicos de porosidad y permeabilidad, y su poca correlación entre los valores, es decir, existe más de un tipo familia de poros en la formación Vivian del Campo Carmen.

A.1. Unidades de Flujo mediante el método probabilístico acumulado del FZI

Para identificar el número óptimo de HFU en la formación Vivian del campo Carmen, en la Figura 4 se realiza un análisis probabilístico de la distribución acumulada de los resultados del FZI para determinar las HFU.

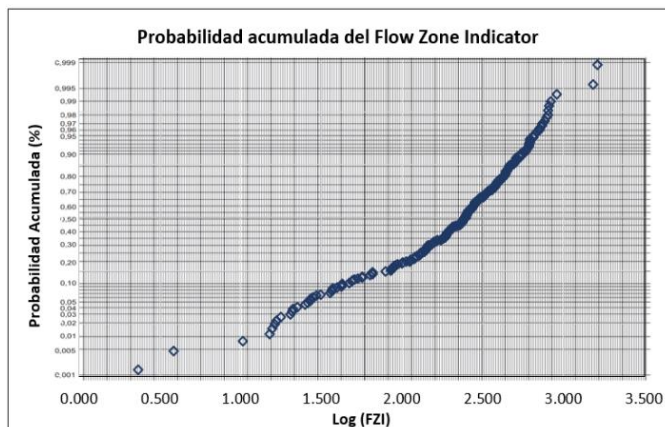


Fig. 5 Método Probabilístico para determinar las HFU. Fuente: Elaborado por los autores.

El gráfico log-probabilístico de FZI, es mostrado en la Figura 5; se puede apreciar la identificación de tres líneas rectas, las cuales representan tres diferentes HFU para la formación Vivian.

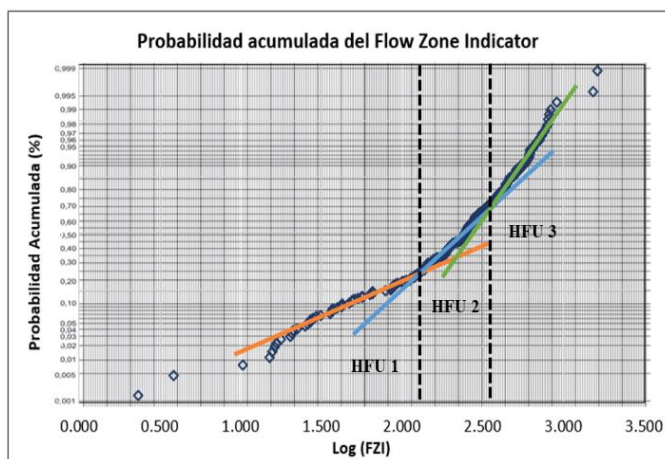


Fig. 6 Identificación de las HFU para la formación Vivian. Fuente: Elaborado por los autores.

Cada rango que tenga una misma pendiente presenta una misma distribución poral, por ende, una misma unidad hidráulica.

Los valores fuera de las pendientes no son representativos, ya que posee una probabilidad porcentual inferior al 0.5%. Con los rangos de FZI identificado para cada HFU en la Figura 6, se realiza el gráfico de RQI vs ϕ_z , la cual tiene como pendiente los valores de FZI según la ecuación (6).

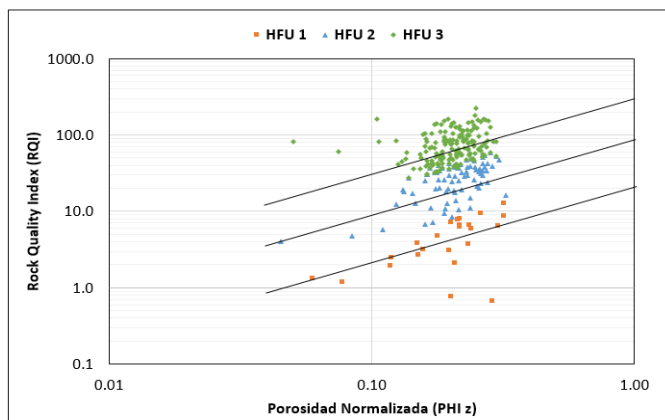


Fig. 7 Gráfico RQI vs ϕ_z .
Fuente: Elaborado por los autores.

Los valores promedios de los indicadores de zona de flujo para cada unidad de flujo hidráulico identificada se presentan en la Tabla 2, esquematizado en la Figura 7.

TABLA II
FZI PROMEDIO POR UNIDAD HIDRÁULICA DE FLUJO.

Unidades	FZI avg.
HFU 1	24
HFU 2	85
HFU 3	356

Fuente: Elaborado por los autores.

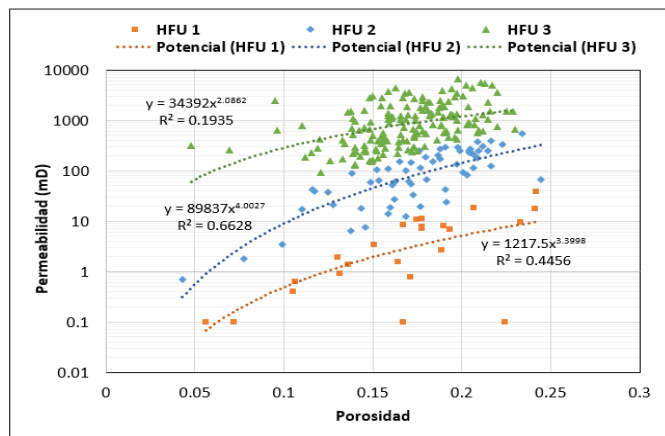


Fig. 8 Gráfico k vs ϕ clasificado por FZI.
Fuente: Elaborado por los autores.

Mediante esta interpretación se presenta los valores de permeabilidad como función de la porosidad para el campo de estudio, resumido en la Tabla 3.

TABLA III
ECUACIONES OBTENIDAS PARA CADA UNIDAD DE FLUJO HIDRÁULICO.

Unidad	FZI	Permeabilidad Eq.
HFU 1	24	$k = 1217.5 \phi^{3.3998}$
HFU 2	85	$k = 89837 \phi^{4.0027}$
HFU 3	356	$k = 34392 \phi^{2.0862}$

Fuente: Elaborado por los autores.

Con la finalidad de comprobar la calidad de los agrupamientos realizados, se recalcaron los valores de permeabilidad a partir de los valores de FZI promedios de cada unidad. En la Figura 8 se observa una buena relación entre los datos estimados y los reales de permeabilidad, con ello se valida la cantidad de HFU y los FZI promedios para cada una.

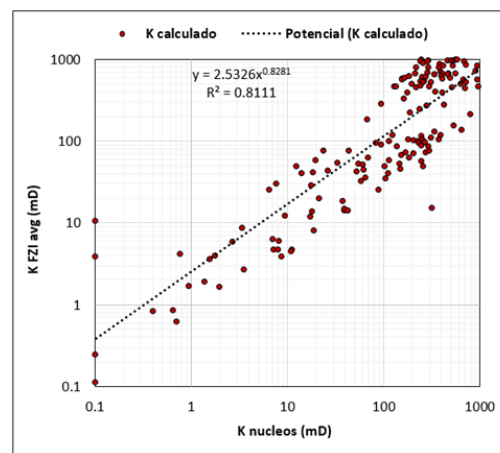


Fig. 9 Permeabilidad calculada vs permeabilidad real (de núcleos).
Fuente: Elaborado por los autores.

A.2. Unidades de Flujo mediante presiones capilares

El pozo Carmen-1502D presenta resultados de presiones capilares en once plugs o núcleos tomados en la formación Vivian en el intervalo 3058m – 3039m (ver Tabla 4), se analiza estos resultados de tal forma que se complemente la identificación de las HFU antes realizada.

TABLA IV
MUESTRAS DE PLUGS CON CURVAS DE PRESIONES CAPILARES.

Nº	Muestra	Depth (m)	ϕ (%)	K (mD)
1	1-21-60	3040.63	0.1773	11.15
2	1-19-56	3041.77	0.2087	180.33
3	1-17-50	3043.6	0.1766	19.53
4	1-16-48	3044.23	0.2031	83.24
5	1-14-42	3045.89	0.163	31.87
6	1-12-35	3047.99	0.2128	5328.11
7	1-10-28	3050.09	0.1595	902.76
8	1-7-18	3053.24	0.2106	5603.45
9	1-5-13	3054.73	0.1914	611.13
10	1-4-11	3055.34	0.1459	241.33
11	1-1-2	3058.14	0.1706	60.76

Fuente: Elaborado por los autores.

Se presenta un gráfico de distribución poral en la Figura 9, el cual fue generado mediante la aplicación de la ecuación (14); graficando las once distribuciones de tamaño de poro se observa el agrupamiento de las campanas en tres grupos, demostrando los tres tipos de familia de poros presentes en el intervalo analizado. La curva es comparada con el promedio de distribución de los valores de tiempo de relajación registrados a las mismas profundidades mediante el registro CMR, se observa el mismo comportamiento que las distribuciones de diámetro de garganta poral, mostrando que mediante este registro se puede realizar análisis con resultados similares.

$$D(r_i) = \left(\frac{P_c \cdot V_p}{r} \right) \left(\frac{dSw}{dP_c} \right) \quad (14)$$

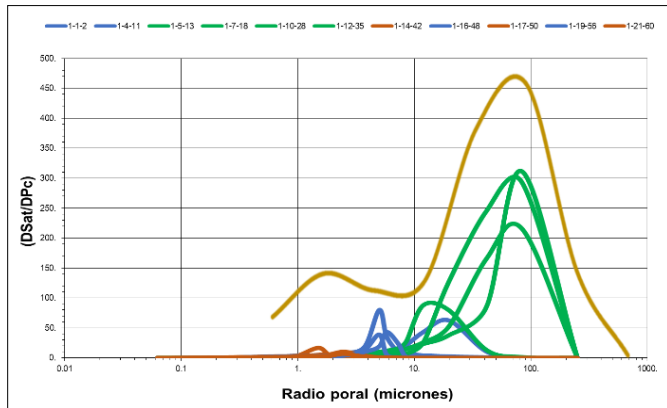


Fig. 10 Distribución del tamaño de poro en Vivian.
Fuente: Elaborado por los autores.

Los resultados de las curvas de presiones capilares tomados en un sistema aire-mercurio mediante el método Purcell [8], se presentan en la Figura 10. Se observa gran separación de los datos, por lo que, nuevamente es indicativo de más de un sistema de poro en la formación Vivian, en la Figura 10, se distribuye en las tres HFU identificadas en el primer apartado, debido a que cada presión capilar corresponde a una profundidad que presenta un FZI y un RQI, los cuales ya fueron clasificados anteriormente.

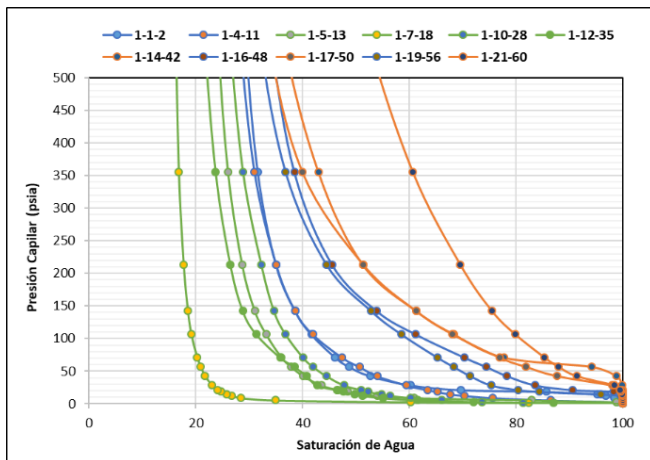


Fig. 11 Valores de presiones capilares agrupadas en las 3 HFU identificadas.
Fuente: Elaborado por los autores.

Las curvas son llevadas a la función J de Leverett [8] de tal forma que normalizamos la data, los resultados se observan en la Figura 11. Finalmente se genera una función J para cada HFU, proporcionando una función J representativa para cada tipo de roca presente en el reservorio Vivian (Figura 12) Función J normalizada para cada HFU. Los resultados del análisis se presentan en la Tabla 5.

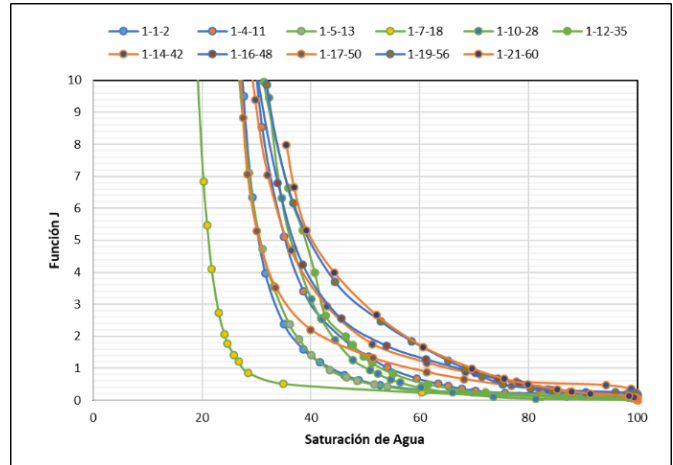


Fig. 12 Función J de Leverett.
Fuente: Elaborado por los autores.

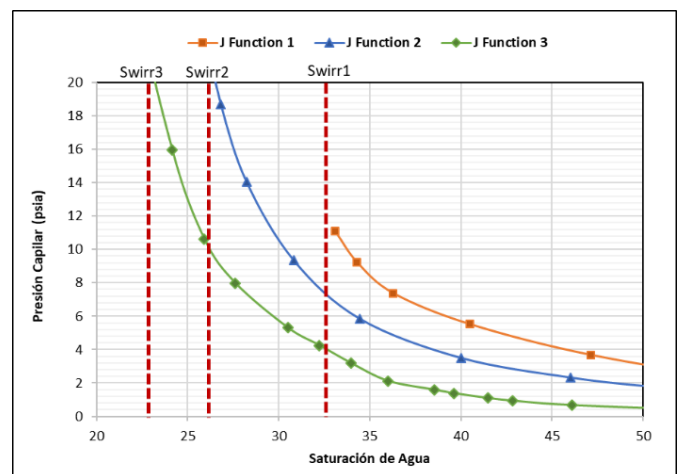


Fig. 13 Función J normalizada para cada HFU.
Fuente: Elaborado por los autores.

TABLA V
RESUMEN DE RESULTADOS.

Unidad	FZI avg.	PHI avg.	K avg.	Swir.
HFU 1	24	17.23%	20.85	33.11
HFU 2	85	18.21%	141.42	24.86
HFU 3	356	19.36%	3111.36	16.28

Fuente: Elaborado por los autores.

A.3. Unidades de Flujo mediante la interpretación de registro CMR.

Interpretamos los registros de CMR tomados en los pozos Carmen-1, Carmen-1502D y Carmen-1504D.

En la Figura 13., observamos los tiempos de relajación que registra la herramienta en la cara del reservorio, presentando resultados en cada metro registrado, con la acumulación de distribuciones en tres zonas en cada registro por lo que concluimos que la distribución de geometría de poro se agrupa en tres familias, confirmando de manera mucho más simple y rápida nuestro análisis usando el registro CMR.

B. Correlación de FZI para el campo

Tomando los pozos con resultados de análisis de núcleo, es decir el Carmen-1 y Carmen-1502D y mediante las ecuaciones descritas anteriormente (6), (7) y (8), podemos determinar un valor de FZI a cada pie coreado; luego, comparando estos valores con cada lectura registrada por los distintos registros convencionales tomados a hueco abierto de tal forma que generamos una correlación a través de una regresión multivariable obteniendo una curva sintética que prediga el FZI a partir de los registros a hueco abierto que mayor relación presentan.

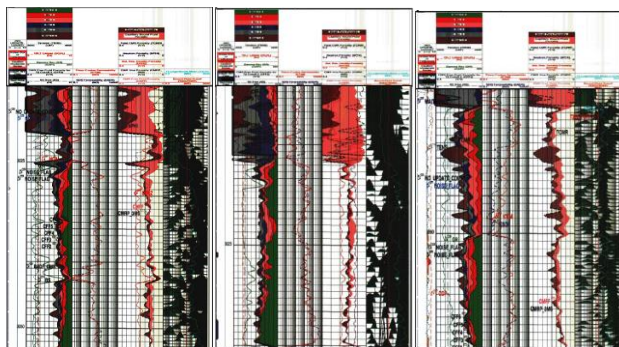


Fig. 14 Registro de Resonancia Magnética: Pozo Carmen 1504D, 1510D y 1502D respectivamente.
Fuente: Pluspetrol Norte, 2008.

La función generada, es llevada a los pozos vecinos al pozo Carmen-1 generando una correlación sintética de la curva de FZI en función de los registros más afines en cada zona del campo, de esta forma extrapolamos esta función única para el campo Carmen (ver Figura 14).

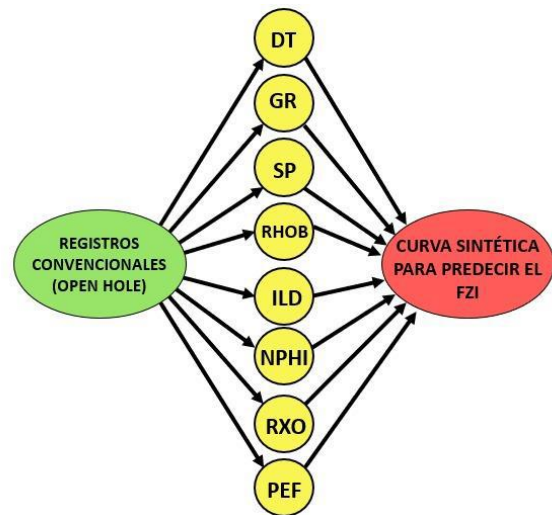


Fig. 15 Diagrama de regresión lineal del FZI.
Fuente: Elaborado por los autores.

B.1. Validación del FZI sintético para cada zona analizada

Los coeficientes de las correlaciones de cada pozo son validados interpretando el error típico de la regresión y utilizando el criterio del factor estadístico T para cada pozo, el cual muestra el grado de relación de los valores de cada registro con la curva sintética (ver Figura 15).

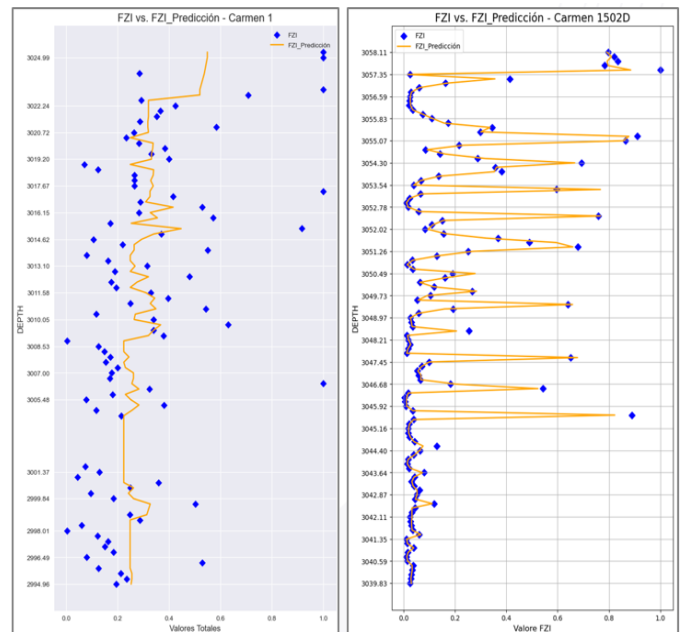


Fig. 16 Correlación del pozo Carmen-1 y Carmen-1502D.
Fuente: Elaborado por los autores.

Los resultados del ajuste y sus coeficientes para cada función generada para los pozos Carmen-1 y Carmen-1502D analizado se presentan en la Tabla 6 y Tabla 7 respectivamente.

TABLA VII
COEFICIENTES DE CORRELACIÓN PARA LA FUNCIÓN DEL FZI EN
EL POZO CARMEN-1.

	Coefficientes	Error típico	Estadístico T
Intercepción	-1.0143	2.3069	-0.4397
DT	-2.695	0.8091	-3.3307
GR	-0.3463	0.3299	-1.0497
RHOB	3.5974	2.3262	1.5465
ILD	-0.2504	0.1128	-2.2193
NPHIL	1.1745	0.5012	2.3434

TABLA VIII
COEFICIENTES DE CORRELACIÓN PARA LA FUNCIÓN DEL FZI EN
EL POZO CARMEN-1502D.

	Coefficientes	Error típico	Estadístico T
Intercepción	1.8360	2.7127	0.6768
DT	-0.5488	0.2720	-2.0174
GR	1.0542	0.2580	4.0863
RHOB	-3.0997	2.6594	-1.1656
ILD	-0.1397	0.1381	-1.0121
NPHIL	1.2433	0.3380	3.6782

B.2. Extrapolación de la curva sintética del FZI a pozos vecinos
A través de las funciones generadas para cada zona del campo Carmen, extrapolamos nuestro análisis a pozos vecinos; mediante la regresión del pozo Carmen-1, la cual predice el FZI, se extrapola a los pozos Carmen-1511D y Carmen-1510D, como se muestra en la Figura 16.

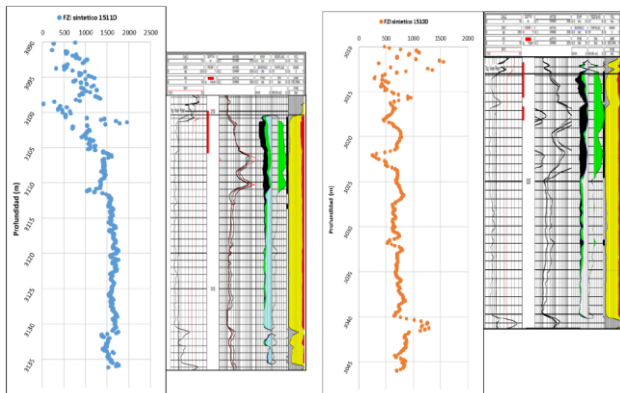


Fig. 17 Curva sintética del FZI aplicada al pozo Carmen-1511D y Carmen-1510D.

Fuente: Elaborado por los autores.

De la misma manera, la función elaborada a partir del análisis del pozo Carmen-1502D, está función de FZI es extrapolada a los pozos vecinos Carmen-1504D y Carmen-1508D, mostrado en la Figura 17.

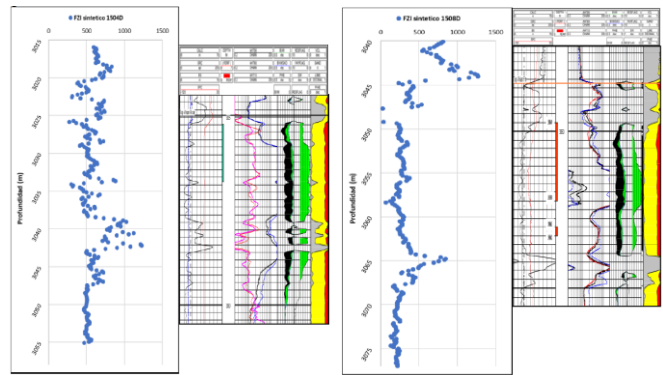


Fig. 18 Curva sintética del FZI aplicada al pozo Carmen-1511D y Carmen-1510D.

Fuente: Elaborado por los autores.

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se identificaron tres unidades hidráulicas de flujo en el reservorio Vivian del campo Carmen, validando la interpretación mediante la probabilidad acumulada del FZI, análisis de presiones capilares (función J de Leverett) y la interpretación de los registros CMR.

Se logró caracterizar cada unidad de flujo identificada, mostrando valores representativos de su petrofísica como resultados del trabajo.

Se generaron dos correlaciones del factor FZI en pozos con toma de núcleos (Carmen-1 y Carmen-1502D), en función de los registros convencionales que mejor ajustaron para cada zona, discretizando los registros con respecto a la relación de cada uno con la curva de FZI sintética generada.

La determinación de las unidades hidráulicas de flujo debe interpretarse en zonas cercanas a los pozos analizados, debido a que no se ha considerado la distribución variable de facies en el reservorio Vivian.

El análisis realizado para la generación de funciones de FZI fue realizado mediante una regresión multivariable, dando oportunidad para generar nuevos análisis a través de otras dependencias de las curvas de los registros de tal forma que se pueda seguir mejorando el ajuste del FZI.

Para una mayor validación de las curvas de FZI sintético, se recomienda determinar la permeabilidad mediante esta curva, y compararla con la permeabilidad determinada por el registro CMR, en los pozos extrapolados que presenten estos resultados.

La generación de una curva de FZI a través de registros convencionales, puede realizarse también a través de Redes Neuronales, de tal forma que se entrena una red en función de los registros y que está a través de un proceso de ensayo y error prediga de mejor forma el FZI.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica, de la Universidad Nacional de Ingeniería.

REFERENCIAS

- [1] PARSEP, Marañon Basin - Technical Report, vol. 1. 2002.
- [2] A. Abedini and F. Torabi, "Pore size determination using normalized J-function for different hydraulic flow units," *Petroleum*, vol. 1, no. 2, pp. 106–111, 2015, doi: 10.1016/j.petlm.2015.07.004.
- [3] J. C. y F. S. Carlos Pinillos, "Metodología para la determinación de regiones de roca en la caracterización de reservorios de yacimiento San Martín - Proyecto Camisea - Perú," *INGEPET*, vol. 1, no. March, pp. 25–27, 2005.
- [4] F. A. Al-Ajmi and S. A. Holditch, "Permeability estimation using hydraulic flow units in a Central Arabia reservoir," *Proc. - SPE Annu. Tech. Conf. Exhib.*, vol. OMEGA, pp. 787–799, 2000, doi: 10.2523/63254-ms.
- [5] A. O. Montagna, E. B. Zardo, and M. A. Celentano, "Caracterización petrofísica a partir de la integración de registros eléctricos y datos de roca de la Fm. Mulichinco del yacimiento Rincón del Mangrullo, Neuquén, Argentina," *Petrotecnia*, vol. 1, no. 2, pp. 82–96, 2010.
- [6] E. C. Donaldson, N. Ewall, and B. Singh, "Characteristics of capillary pressure curves," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 6, no. 3, pp. 249–261, 1991, doi: 10.1016/0920-4105(91)90017-H.
- [7] J. M. Kate and C. S. Gokhale, "A simple method to estimate complete pore size distribution of rocks," *Eng. Geol.*, vol. 84, no. 1–2, pp. 48–69, 2006, doi: 10.1016/j.enggeo.2005.11.009.
- [8] Dr. Paul Glover, "Capillary pressure," in *Developments in Petroleum Science*, vol. 49, no. C, 2000, pp. 84–94.
- [9] A. Abedini, "Statistical evaluation of reservoir rock type in a carbonate reservoir," *Proc. - SPE Annu. Tech. Conf. Exhib.*, vol. 6, no. November, pp. 5030–5044, 2011, doi: 10.2118/152359-stu.
- [10] M. C. Leverett, "Capillary Behavior in Porous Solids," *J. fur die Reine und Angew. Math.*, vol. 1958, no. 200, pp. 129–139, 1958, doi: 10.1515/crll.1958.200.129.